

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3170 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

622.143.622.243.22:622.323(24:181m1720)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела.
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли.
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки; • Вертикальная центрифуга бурового раствора.
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Вертикальная центрифуга бурового раствора	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич		

Школа: инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Вертикальная центрифуга бурового раствора	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Е.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Строительство разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины: – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим током; – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов; – работы на высоте.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду/ 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте.</p> <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б6Б	Скоромкин Виктор Сергеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 12 рисунков, 51 таблицу, 35 источников литературы и 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, вертикальная центрифуга.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть вертикальную центрифугу бурового раствора Verti-G.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ...	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.2.1 Выбор способа бурения.....	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	22
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	23
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов.....	29
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	34
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	37
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины	37
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	37
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	37
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	42

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	42
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования	43
2.3.3.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	43
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	44
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин.....	45
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения	46
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	47
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя	47
2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры	48
2.4 Выбор буровой установки.....	49
3 ВЕРТИКАЛЬНАЯ ЦЕНТРИФУГА БУРОВОГО РАСТВОРА	50
3.1 Принцип работы осушителя шлама VERTI-G	51
3.2 Характеристики и преимущества	54
3.3 Вывод.....	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	56
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия.....	56
4.1.2 Организационная структура предприятия.....	57
4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ..	58
4.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	60
4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	61
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда.....	63

5.2 Производственная безопасность	64
5.3 Экологическая безопасность.....	71
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	74
Список использованной литературы	76
Приложение А	80
Приложение Б.....	88
Приложение В	92

ВВЕДЕНИЕ

Разведочное бурение оказывает значительное влияние как на процесс последующей разработки месторождения, так и на сооружение эксплуатационных скважин. Это связано с тем, что в процессе разведочного бурения собирается большое количество информации о геологическом разрезе и продуктивных пластах. Эта информация позволяет оптимизировать траекторию последующих скважин, уменьшить вероятность возникновения осложнений и аварий и повысить качество вскрытия и освоения скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы мягкие и средней твердости, при приближении к продуктивному пласту появляются твердые.

Разрез представлен одним продуктивным нефтенасыщенным пластов.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3170 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются особенности использования вертикальной центрифуги для повышения экономического эффекта при использовании буровых растворов на водной основе за счет снижения затрат на потери углеводородной жидкости и на утилизацию шлама.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика, физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины и геокриологическая характеристика разреза скважин. Данные представлены в приложении А1–А4. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала
			Пластового, МПа на м		Гидроразрыва пород, МПа на м		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	градус
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q—P ₁₋₂	0	760	0,00981	0,00981	0,0192	0,0192	0,0222	0,0230	20,5
K _{2m} -K _{2k}	760	885	0,00981	0,00981	0,0172	0,0172	0,0230	0,0250	24
K _{2t} -cn	885	1070	0,00981	0,00981	0,0198	0,0198	0,0250	0,0250	29
K _{1a} -al-K _{2s}	1070	2050	0,00981	0,00981	0,0194	0,0194	0,0250	0,0250	55
K _{1g} -br-a	2050	2700	0,00981	0,00981	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	69
K _{1v} -g	2700	2980	0,01128	0,01128	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	80,5
K _{1v} -g	2980	3350	0,01569	0,01569	0,0196	0,0196	0,0250	0,0250	90,5

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 1.2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.5.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, прихватоопасные зоны, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А6–А9.

Таблица 1.2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Подвижность, д/сПз	Содержание серы, %	Содержание парафина %	Сводный дебит, м3/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации						Газосодержание, м ³ /т	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа г/см ³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
БУ ₂₁	3120	3140	Поровый	560	821	0,55	-	0,09	4,5	50	213,5	н/обн.	-	0,675	18,3	19

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1–3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная, то в ней планируются работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

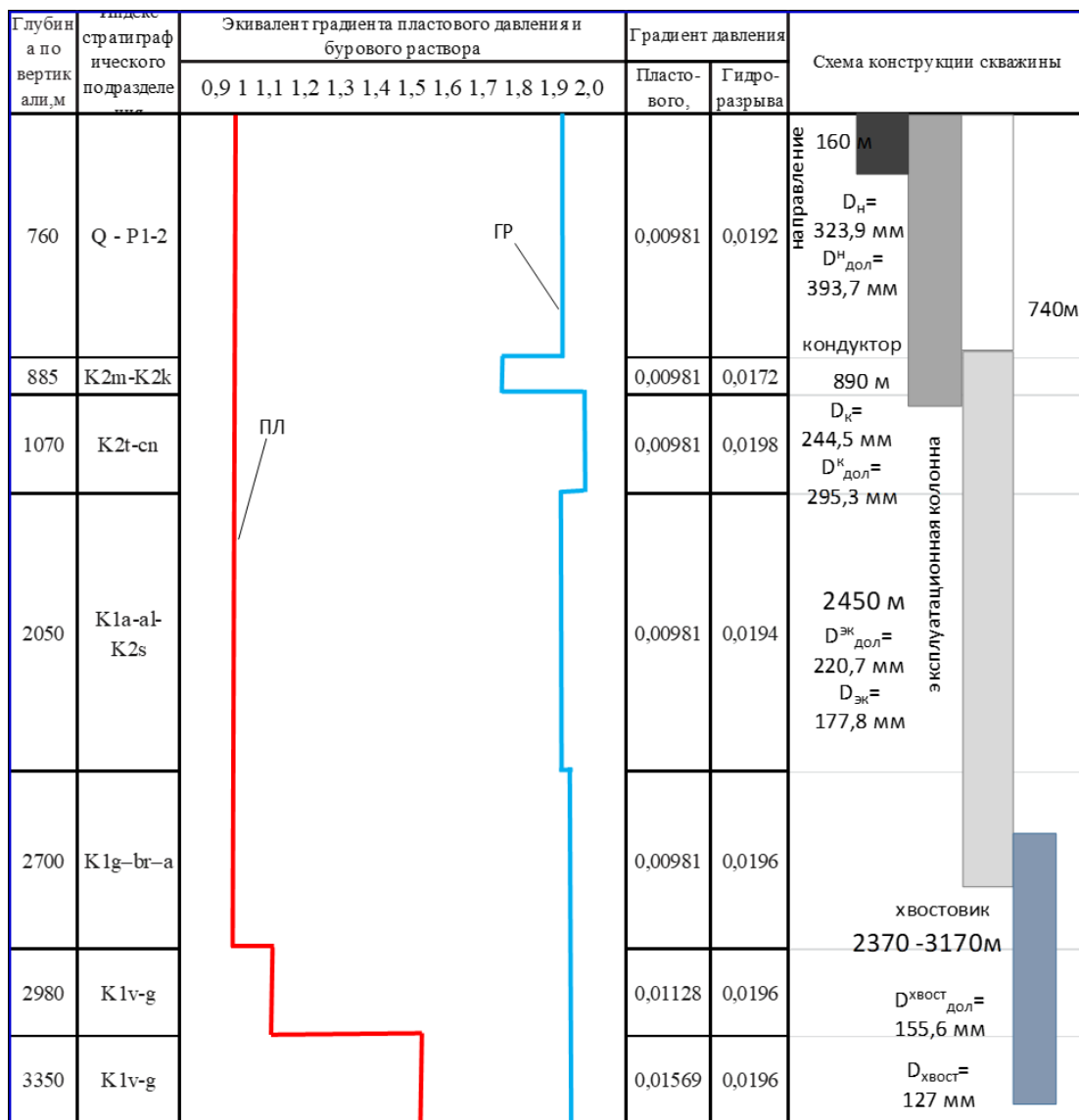


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 150 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 160 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 2.1), было принято решение спускать кондуктор на 890 м, а эксплуатационную колонну на 2450 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	K_{idl}	K_{jak}
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2700	3120
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, $кгс/см^2/м$ ($\Gamma_{пл}$)	0,098	0,157
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, $кгс/см^2/м$ ($\Gamma_{грп}$)	0,198	0,196
Плотность нефти, $кг/м^3$ (ρ_n)	560	560
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	264,87	489,84
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	890	2450
Требуемый запас	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	890	2450

Хвостовик проектируется при наличии в разрезе нескольких пластов с нормальным давлением и одного нижнего с АВПД (при увеличенном градиенте пластового давления нижнего пласта в сравнении с верхним более, чем на 0,011 $кгс/см^2$ на м). В данном случае расчет кондуктора на условие предотвращения гидроразрыва ведётся для пластов с нормальным давлением для сокращения глубины спуска кондуктора, а эксплуатационная колонна рассчитывается на условие недопущения гидроразрыва пород у башмака колонны для пласта с АВПД. Хвостовик же спускается в зону продуктивного пласта с перекрытием

эксплуатационной колонны в соответствии с правилами безопасности. Спуск хвостовика в интервале 2370 – 3170 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 160 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 890 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1710 м.

В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвешного устройства. ИЗЦ 2370 – 3170 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В случае проектирования хвостовика его диаметр должен составлять 114,3 (дебит меньше 40 м³/сут) или 127,0 мм (дебит больше 40 м³/сут).

Выбираем диаметр хвостовика равный 127 мм.

Диаметр соединительной муфты у 127й колонны = 141,3 мм Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 127 мм равняется 10 мм. Значит диаметр долота под хвостовик равен 155,6 мм.

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 2.1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2.1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 194,5 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 220,7 мм.

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2.2:

$$D_{к\text{ вн}} = D_{эк\text{ д}} + (10 \div 14), \quad (2.2)$$

где $D_{эк\text{ д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 220,7 мм; $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 10 мм.

$$D_{к\text{ вн}} = 230,7 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{эк\text{ д расч}} \geq 289,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{к\text{ вн}} = 305,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 35 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{эк\text{ д расч}} \geq 386 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 22,79 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5–280/80х35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35

– рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКО1–35–178х245 К1 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	160	Роторный
160	890	ВЗД
890	2450	ВЗД
2450	3170	ВЗД
3120	3140	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны PDC долота для всех интервалов бурения, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-160	160-890	890-2450	2450-3170	3120-3140
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	БИТ 220,7 В 613 УН.30	БИТ 155,6 В 613 У	БИТ 155,6/80 В 913 ЕС
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6	155,6
Тип горных пород		М	М+С	М+С	М+С+Т	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117	3 88	МК119х4х1:16
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2	-
Длина, м		0,45	0,39	0,38	0,29	0,2
Масса, кг		150	100	55	28	17
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	5–12	2–10	2–10	2–10	2–5
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	12	10	10	10	6
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	80–400	80–440	60–400	60–320	60–120
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	400	440	400	320	120

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото				
Интервал	0-160	160-890	890-2450	2450-3170
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	22,07	15,56
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	12	10	10	10
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	9,6	8	8	8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	5	8	8	6

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен

опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-160	160-890	890-2450	2450-3170
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		2	1,8	1,8	1,2
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования					
Частота вращения n_1 , об/мин		97	116	156	147
Статистическое значение частоты вращения $n_{\text{стат}}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	120-220
Частота вращения $n_{\text{проект}}$, об/мин		60	120	160	150

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0–160 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0-160	160-890	890-2450	2450-3170
Исходные данные				
1	2	3	4	5
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,55	0,45	0,35
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,4	1,38	1,30	1,23
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12	0,11
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,089
1				
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0222	0,0119	0,0064	0,0048
Число насадок (n)	6	6	8	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,1	1,1	1,05	1,68
Плотность разбуhrиваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	1,95	1,95	2,03	2,05
Расход, л/с, Q1	79	38	17	7
Расход, л/с, Q2	74	36	19	4
Расход, л/с, Q3	55	28	26	13
Расход, л/с, Q4	78	42	30	17
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55-79	28-42	17-30	4-17
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	55	30	15

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя

скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-160	160-890	890-2450	2450-3170
Исходные данные					
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Нагрузка, кН (G_{oc})		49	78	78	59
Расчетный коэффициент, $H^*м/кН$ (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	177	124
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*м$ (M_p)		-	3046	2307	1265
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*м$ (M_o)		-	148	110	78
Удельный момент долота, $H^*м/кН$ ($M_{уд}$)		-	37	28	20

Для интервала бурения 160–890 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.62, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.37, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых

горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	160-890	240	9,754	2362	30-75	90-255	10,6	106-288
ДГР-178М.6/7.62	890-2450	172	7,984	1074	25-35	156-210	9,6-11,8	115-193
ДРЗ-127М.7/8.37	2450-3170	127	5,740	418	10-20	120-240	3,8-5,5	33-96

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б5.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение Q_{TK} для труб 127 мм группы прочности «К» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 134 и 141 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 134 \cdot 0,9 = 120,6 \text{ т}; Q_{mk-400} = 141 \cdot 0,9 = 126,9 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{120,6}{82,6} = 1,46 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{126,9}{82,6} = 1,54 > 1,15$$

Табличное значение Q_{TK} для труб 89 мм группы прочности «К» с толщиной стенки 9,35 мм составляет 97 и 101 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 97 \cdot 0,9 = 87,3 \text{ т}; Q_{mk-400} = 101 \cdot 0,9 = 90,9 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{87,3}{71,4} = 1,22 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{90,9}{71,4} = 1,27 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	160	ТБПК 127.0 Х 9,19	127	К	9,2	ЗП-162-92	134,17	4,189	9,967	1,06	2,83	12,10	12,73
бурение	160	860	ТБПК 127.0 Х 9,19	127	К	9,2	ЗП-162-92	805,72	25,15	36,16		3,19	3,34	3,51
бурение	860	2450	ТБПК 127.0 Х 9,19	127	К	9,2	ЗП-162-92	2406	79,41	86,92		2,49	1,46	1,54
бурение	2450	3170	ТБПН 89х9,35	88,9	Л	9,3	ЗП-127-65	3069	66,68	72,97		2,02	1,22	1,27

2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.3)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

1. Направление, интервал 0-160м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1100 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

2. Кондуктор, интервал 160-890м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1100 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

3. Эксплуатационная колонна, интервал 890-2450м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81} = 1050 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

4. Хвостовик, интервал 2450-3170м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,01128 \cdot 10^6}{9,81} = 1680 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Интервал бурения под направление 0–160 м

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

Для бурения данного интервала будем применять бентонитовый буровой раствор на водной основе. Плотность 1,1 г/см³, условная вязкость 90-100 сек.

Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. В процессе бурения, разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяется барит.

Интервалы бурения под кондуктор 160–890 м и эксплуатационную колонну 890–2450 м

Породы, слагающие интервал под кондуктор и эксплуатационную колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для

всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор и под эксплуатационную колонну следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Интервал бурения под хвостовик 2450-3170

В интервале бурения под хвостовик так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения

Состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.10. Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.10 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	50
Каустическая сода	1
ФХЛС	1
Барит	95,62

Таблица 2.11 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	90-100
Содержание песка, %	< 2

Состав полимер-глинистого раствора под кондуктор и эксплуатационную колонну представлен в таблицах 2.12 и 2.14 соответственно. Технологические свойства базового неутяжеленного полимер-глинистого раствора под кондуктор и эксплуатационную колонну представлены в таблицах 2.13 и 2.15 соответственно.

Таблица 2.12 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВТ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	5
Барит	95,62

Таблица 2.13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВТ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	5
Барит	27,38

Таблица 2.15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,050
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Состав ингибирующего раствора для бурения интервала под хвостовик представлен в таблице 2.16. Технологические свойства базового неутяжеленного ингибирующего раствора для бурения интервала под хвостовик представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.16 – Компонентный состав ингибирующего раствора под хвостовик

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
ПАВ	0,2
ПАЦ НТ	6
ПАА	2
Барит	967,1
DUOVIS	3
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица 2.17 – Технологические свойства ингибирующего раствора под хвостовик

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,68
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.6.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.7.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.18, 2.19, 2.20.

Таблица 2.18 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	160	БУРЕНИЕ	0,496	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	98,2	490,4
Под кондуктор									
160	860	БУРЕНИЕ	0,838	0,102	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	28,6	18,1	14,8
Под эксплуатационную колонну									
860	2450	БУРЕНИЕ	0,916	0,091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	22,2	15	7,8
Под хвостовик									
2450	3170	БУРЕНИЕ	0,974	0,085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	11,1	41,8	28,1

Таблица 2.19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	160	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	180	157,1	0,9	125	39,1	78,2
160	860	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	170	173,3	0,9	125	34,85	69,7
860	2450	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	170	173,3	0,9	125	34,85	34,85

2450	3170	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	140	293,4	0,9	85	16,18	16,18
------	------	---------	-----------	---	------	-----	-------	-----	----	-------	-------

Таблица 2.20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	160	БУРЕНИЕ	91,2	62,7	0	18,3	0,2	10
160	860	БУРЕНИЕ	119,4	2,1	20	75,2	2,1	10
860	2450	БУРЕНИЕ	127,3	2,2	20	71,6	13,5	10
2450	3170	БУРЕНИЕ	266,4	17,3	30	177	27,6	4,5

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 3120-3140 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.21 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.21 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3120-3140	СК-127/80РС	1-3	20-40	10-12

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	821	Глубина скважины, м	3170
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	7400	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	100
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1633

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2, 2.3, 2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

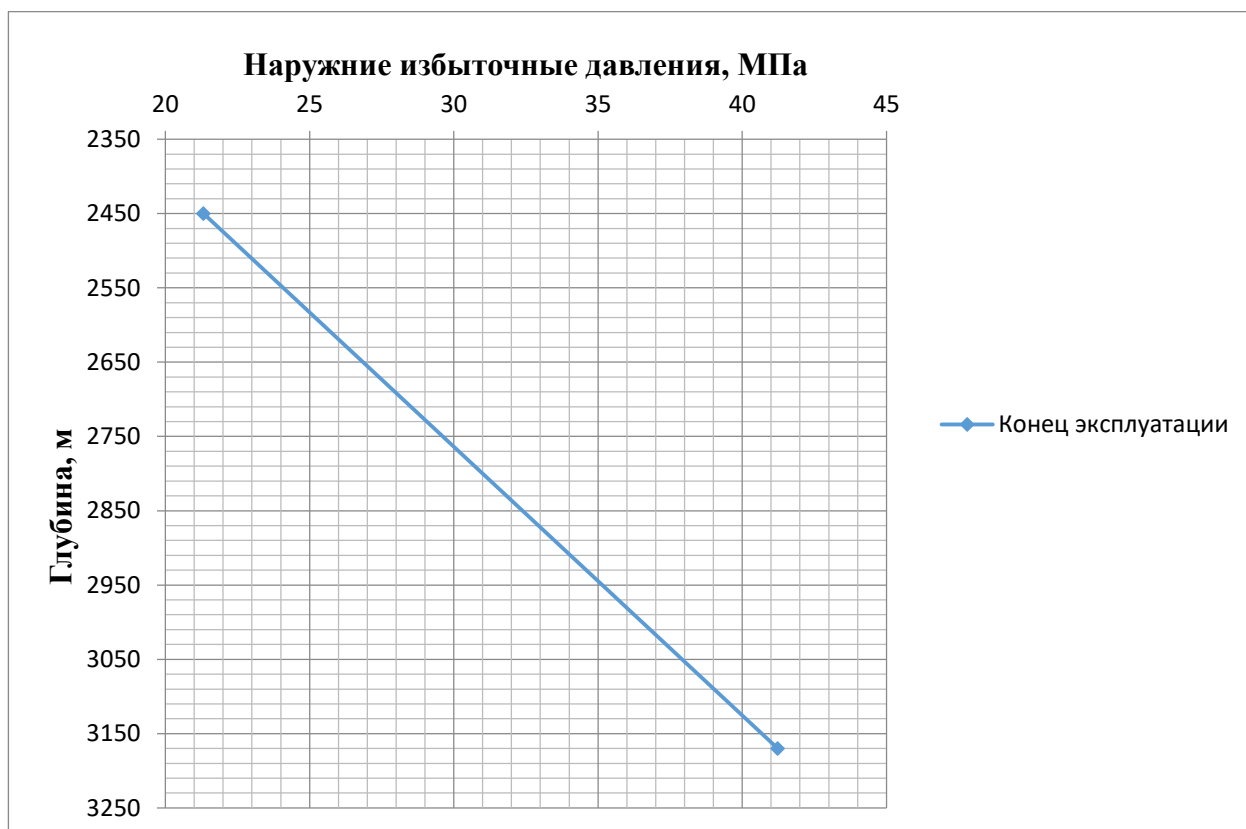


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

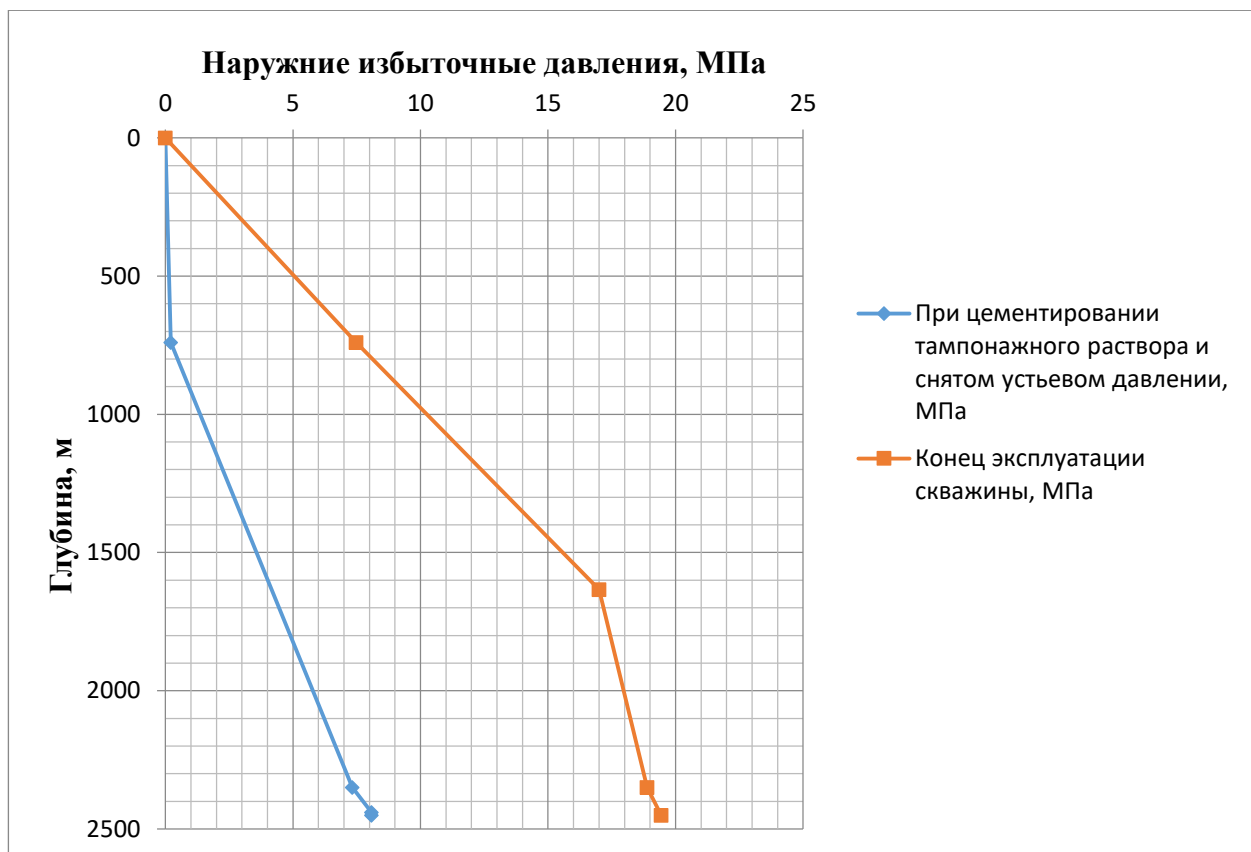


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

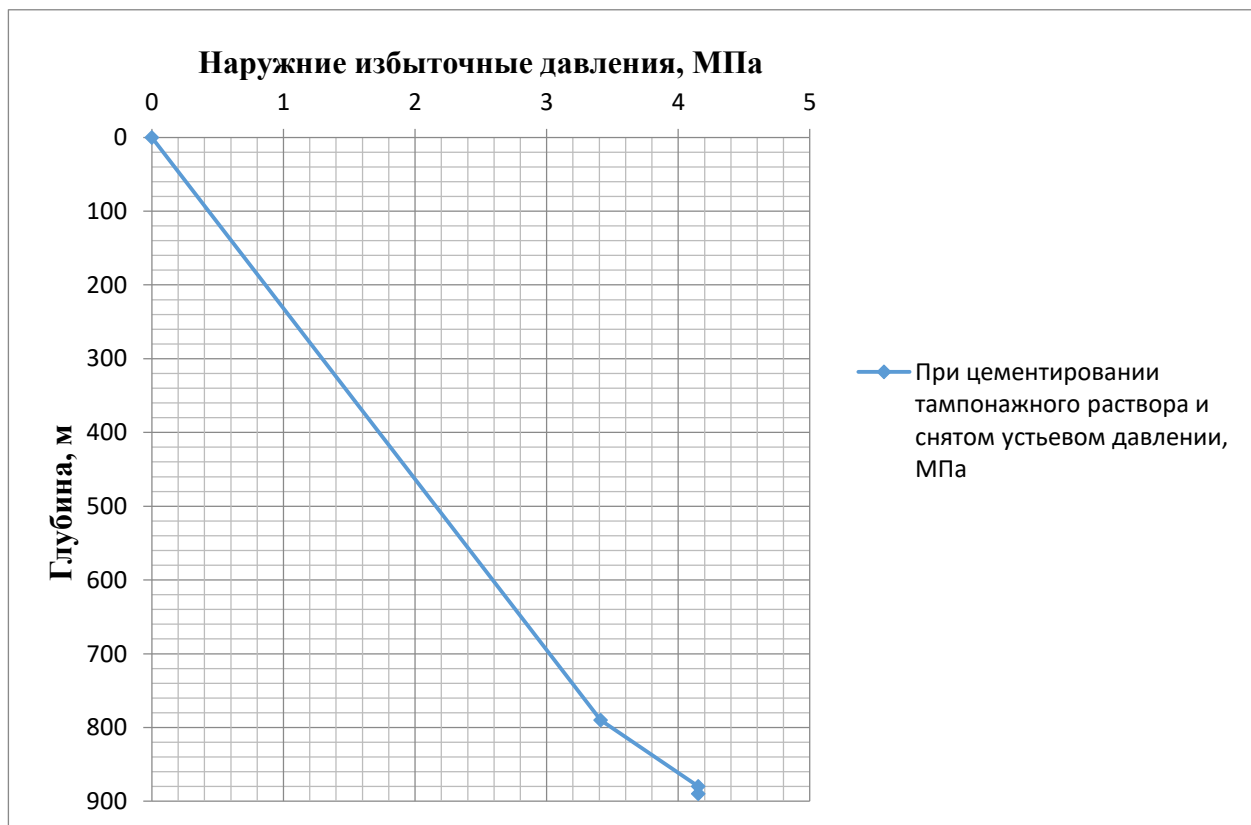


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5, 2.6 и 2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.



Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

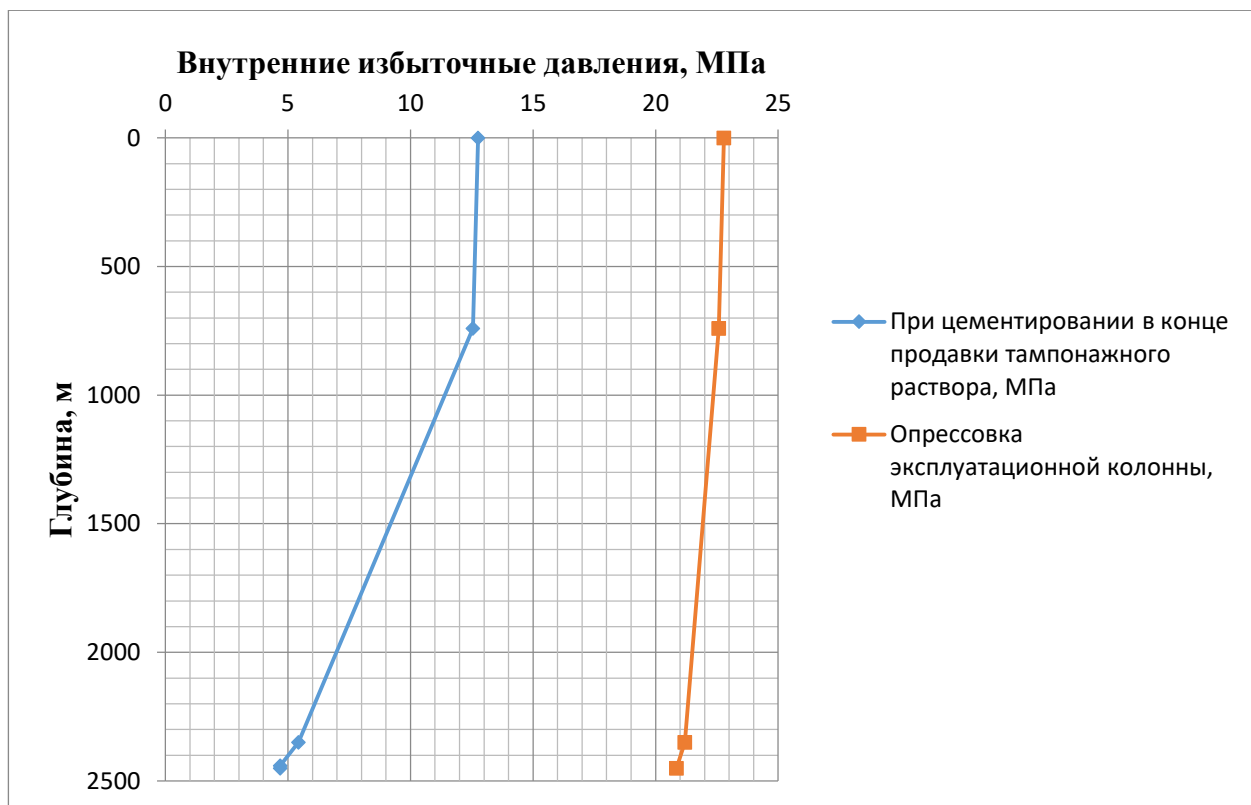


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

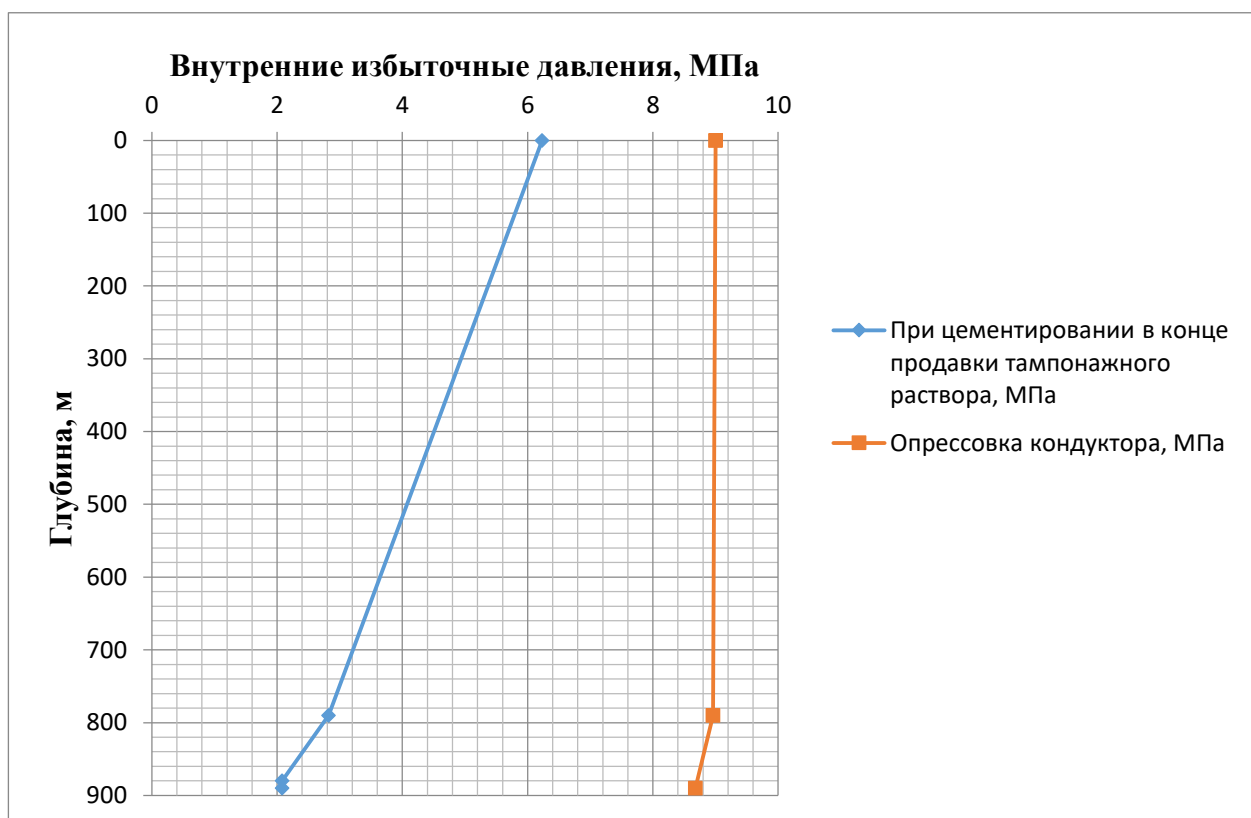


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	160	68,50	10752	10752	0-160
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	890	48,11	42008	42008	0-890
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,1	2450	34,56	83055	83055	0-2450
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	10,7	800	31,19	24480	24480	2370-3170

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировки эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 127 мм	БКМ-127 («Уралнефтемаш»)	3170	3170	1	1
	ЦКОД-127 («Уралнефтемаш»)	3160	3160	1	1
	ЦПЦ-127/156 («НефтьКам»)	2370	2450	4	28
		2450	3120	18	
		3120	3140	3	
		3140	3170	3	
	ЦТ 127/156	2450	2700	13	17
		3120	3140	4	
	ПХГМЦ. 127/178-114 («ЗЭРС»)	2370	2374	1	1
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-118 («Уралнефтемаш»)	2450	2450	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2440	2440	1	1

Продолжение таблицы 2.24

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178 мм	ЦПЦ-178/221 («НефтьКам»)	0	890	20	72
		890	2450	52	
	ЦТ 178/221	890	2450	78	78
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2440	2440	1	1
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2440	2440	1	1
Кондуктор, 244 мм	БКМ-244 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦКОД-244 («Уралнефтемаш»)	880	880	1	1
	ЦПЦ-244/295 («НефтьКам»)	0	160	6	23
		160	890	17	
	ПРП-Ц-В-244 («Уралнефтемаш»)	880	880	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	160	160	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	150	150	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	160	8	8
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	150	150	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементировании скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементировании

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.4)$$

Поскольку $35,4 \leq 45,6$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

Таблица 2.25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,467	1030	1,49	МБП-СМ	105
			5,97	МБП-МВ	90
Продавочная жидкость	51,52	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	38,78	1450	33,72	ПЦТ-III-О6(4-6)-100	26688
				НТФ	15,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,69	1850	1,8	ПЦТ-II-100	3469
				НТФ	1,1

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.5)$$

$G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 26,7 / 10 = 2,7 - 3$ УС 6-30

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 3,5 / 13 = 0,3 - 1$ УС 6-30

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

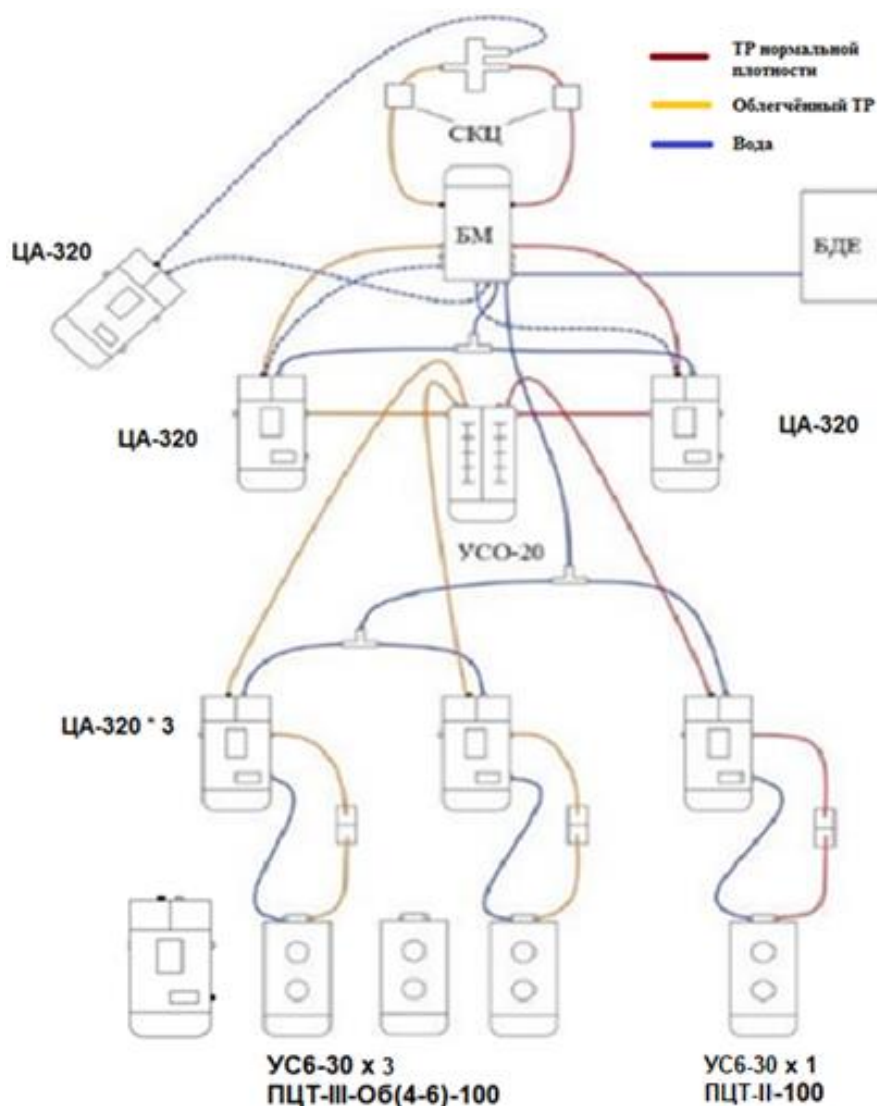


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементируочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.4.2 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности. Для достижения высоких плотностей жидкостей глушения применяются бромиды, например, бромид кальция CaBr₂.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.6)$$

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,01569 \cdot 10^6}{9,81} = 1679 \text{ кг/м}^3.$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2 * 50,22 = 100,44 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

Где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

Вид перфорации указан в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная	ПКТ89 («ВНИПИ Взорв геофизика»)	20	1 (Максимальная длина перфоратора 150 м при спуске на НКТ)

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.27 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.27 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ 3Д-76			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	82,64	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 82,64$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	83,06	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 83,06$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	107,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/107,4 = 2,32 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3 ВЕРТИКАЛЬНАЯ ЦЕНТРИФУГА БУРОВОГО РАСТВОРА

Данный раздел описывает принцип работы, характеристики и особенности осушителя шлама VERTI-G, который позволит снизить общие потери бурового раствора на углеводородной основе и уменьшить объемы отходов при осуществлении строительства скважин с использованием раствора на углеводородной основе.

Осушитель шлама VERTI-G нашел широкое применение при строительстве скважин, как на море, так и на суше, где приоритетной задачей является осушение шлама и отделение раствора на углеводородной основе из шлама и возврат его в активную систему.

Более строгие нормативы по сбросу шлама оказали давление на нефтедобывающие компании и буровых подрядчиков в плане снижения объема шлама и восстановления высококачественных и дорогостоящих буровых жидкостей для повторного использования.

Осушитель шлама VERTI-G имеет современную конструкцию, позволяющую обрабатывать различные объемы шлама и жидкостей, в среднем до 60 тонн шлама в час. Содержание нефти в осушенном шламе, сбрасываемом из осушителя шлама, в среднем составляет до 5-6% от первоначального веса.

Осушитель шлама VERTI-G повышает общую рентабельность, сокращая объемы осушенного шлама для утилизации и восстанавливая ценные буровые жидкости для повторного использования. Эффективен только при работе с буровыми растворами на углеводородной и синтетической основах.

Осушитель шлама VERTI-G сокращает объемы отходов, существенно снижая затраты на утилизацию. Стремясь повысить уровень качества охраны окружающей среды, нефтедобывающие компании нуждаются в таких механизмах по контролю твердой фазы, которые выведут процедуру отделения жидкостей от шлама на новый уровень.

Осушитель шлама VERTI-G от компании M-I SWACO включает в себя центрифугу с высокоскоростной вертикальной корзиной, которая обеспечивает максимальное отделение жидкости от твердой фазы при большом объеме

обработки. Это дает нефтедобывающим компаниям важное преимущество и помогает соответствовать очень строгим нормативам по охране окружающей среды при сбросе шлама в шламовый амбар.

3.1 Принцип работы осушителя шлама VERTI-G

В зависимости от конфигурации буровой установки шлам из системы очистки может подаваться к осушителю шлама VERTI-G при помощи различных транспортировочных систем, включающих гравитационную подачу или шнековым конвейером (рисунок 3.1).

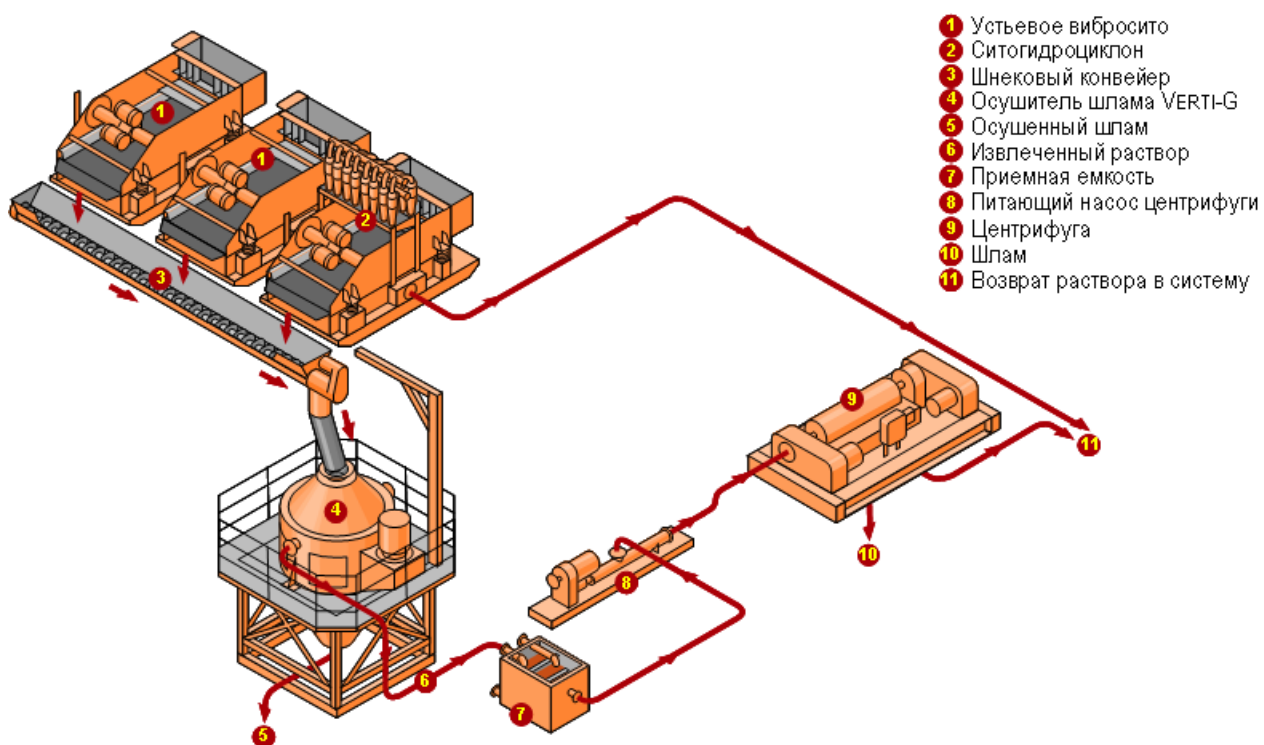


Рисунок 3.1 – Типичная расстановка оборудования на буровой

Движение шлама в центрифугу осушителя шлама VERTI-G осуществляется с помощью программируемого контроллера. Непрерывная подача обеспечивает оптимальное отделение буровых жидкостей от твердой фазы. После того как шлам оказывается во вместительной загрузочной воронке, независимо регулируемые лопасти шнека непрерывно направляют шлам к поверхности сетки. Лопасти ротора отделителя шлама VERTI-G создают вращающее действие, которое предотвращает закупоривание сетки и способствует дальнейшему отделению. При высокой гравитационной силе, создаваемой большим диаметром циклона/конуса, отделение жидкости от

твердой фазы происходит постоянно, по мере того как шлам контактирует с мелкоячеистыми сетками VERTI-G при получении более чистой возвратной жидкости и сброса более сухого шлама.

Шлам выгружается в нижней части сетки и под действием силы тяжести падает в желоб для шлама, а затем за счет силы тяжести или шнековым конвейером отводится в шламовый амбар. Обработанный раствор проходит через сетку, и затем выходят через одно из сточных отверстий в приемную емкость. Жидкость собирается и подается насосом в высокоскоростную декантирующую центрифугу M-I SWACO для заключительной обработки и удаления коллоидных частиц, и возвращается в активную систему циркуляции для повторного использования.

Поэтапная обработка шлама представлена на рисунках 3.2-3.4



Рисунок 3.2 – Шлам с системы очистки до обработки на осушителе шлама VERTI-G



Рисунок 3.3 – Осушенный шлам с остаточным содержанием жидкой фазы $<5\%$



Рисунок 3.4 – Извлеченный из шлама раствор до обработки на центрифуге

3.2 Характеристики и преимущества

Экологические характеристики:

- крайне эффективное отделение жидкости от твердой фазы сводит к минимуму содержание жидкой фазы в шламе;
- сокращает объемы жидких и твердых отходов для утилизации;
- остаточное содержание жидкой фазы в осушенном шламе до 5%-6%.

Улучшенное восстановление буровых растворов:

- эффективное отделение от шлама восстанавливает большой процент бурового раствора, которого можно повторно использовать в системе циркуляции;
- возврат бурового раствора, потерянного из-за перелива на виброситах или потерь на гидроциклонах.

Безопасность:

- взрывобезопасные моторы и коробки пуска/остановки имеют сертификат для применения в зонах класса I, категория зоны использования I;
- изготовленные по заказу подставки и мостки, монтирующиеся на буровой установке, делают работу персонала менее опасной.

Квалифицированный персонал:

- опытный персонал обеспечивает максимальную эффективность работы.

Функциональные преимущества:

- программируемый контроллер с автоматическими предупредительными индикаторами осуществляет контроль за температурой, крутящим моментом и за временем выполнения операций;
- высокопроизводительные установки постоянной загрузки обладают пропускной способностью для работы при непрерывном бурении;
- карбидо-вольфрамовые, независимо регулируемые лопасти шнека обладают большим ресурсом и гарантируют оптимальную устойчивость.

Простота в обслуживании:

- обычные изнашиваемые детали легко заменить через верхнюю часть установки, приводные ремни легко заменить, не вынимая узел редуктора;
- сменные карбидо-вольфрамовые лопатки защищают ротор и коробку передач от чрезмерной эрозии, уменьшая отказ основных компонентов.

3.3 Вывод

Конструкция установки VERTI-G позволяет отделять избыточную жидкость от шлама путем создания очень высоких перегрузок, которые и обеспечивают усиленное отделение жидкости от бурового шлама. Установка позволяет экономить средства на приобретение дорогих систем для очистки бурового раствора, так как она возвращает в активную систему раствор, который можно повторно использовать для бурения. Существует достаточное количество обстоятельств при которых происходит забивание сеток устьевых вибросит, в результате чего дорогой раствор переливается через вибросито и теряется. Наша установка позволяет «поймать» этот раствор и вернуть в активную систему. Системы возврата используются для растворов на основе дизельного топлива, а также на основе синтетического или минерального масла. Установка значительно увеличивает эффективность систем буровых растворов на углеводородной основе, так как легко сепарирует углеводороды даже от крупного шлама. Растворы на углеводородной основе являются, как правило, дорогостоящим продуктом, поэтому это оборудование становится привлекательным еще и с экономической точки зрения. Кроме того, установка позволяет сократить количество отходов генерируемых при бурении скважин, что также значительно экономит средства добывающего предприятия на утилизацию отходов. Мощность установки позволяет перерабатывать до 60 тон шлама в час.

4.1 Основные направления деятельности и организационная

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по

АО «ССК» на протяжении всей своей истории сохраняет репутацию

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются:

Девелопмент Н. В.», Иркутская Нефтяная Компания, ОАО «Новосибирскнефтегаз».

4.1.2 Организационная структура предприятия

На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

1. История Отраденской нефти идет с 1946 года, когда начались первые работы на Мухановском месторождении. В 1957-м в Отрадном сформирован трест «Первомайбурнефть», на базе которого впоследствии создано Отраденское управление буровых работ. В 2000-м коллектив УБР становится филиалом ССК. Сегодня работы идут в Самарской, Оренбургской, Ульяновской, Саратовской и других областях;

2. Нефтеюганский филиал создан на базе четырех сервисных предприятий региона, входивших в состав Нефтеюганского УБР. В самом начале здесь работало 8 бригад бурения и 22 – капитального ремонта скважин. Наиболее крупные проекты – на Приобском и Салымском месторождениях.

3. Филиал «Управление цементирования скважин» образован в конце 2005 года. Каждое региональное подразделение УЦС (в Нефтеюганске, Стрежевом, Отрадном) представляет собой мощный производственный блок. Виды деятельности: подбор рецептур тампонажных растворов, цементирование обсадных колонн, ремонтно-изоляционные работы на скважинах и предоставление услуг спецтехники, как для бурения, так и для ремонта скважин. УЦС выполняет работы как в интересах филиалов ССК, так и для сторонних заказчиков.

4. Филиал «Ремонт скважин» создан на базе мощностей по ремонту скважин, входящих в филиалы АО «ССК». Как самостоятельное подразделение начал функционировать 1 января 2017 года в продолжение реализации политики Компании по специализации собственных бизнес-направлений и усилению

акцента на уникальности каждого вида услуг, специфичности в организации и проведении соответствующих работ, в том числе, географически.

4.2 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [5].

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_6 = T_{6н} \cdot h, \quad (4.1)$$

где $T_{6н}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, метр.

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{сп} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{под} = \frac{n \cdot h + N_{сп}}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (4.5)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [5-7].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (4.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.7)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (4.8)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине(м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (4.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [6]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [7].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице В.1 в приложении В.

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

В компании «ССК» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой);
- буровая бригада (буровые работы);
- бригада испытания (работы по испытанию скважины).

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 614,1 часов или 25,6 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 218,7 часов или 9,1 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	45									
Буровая	18,1									
Испытания	8,5									

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [8], в части II – на строительные и монтажные работы [9], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [10].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [11] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в таблицах В.2 и В.3 в приложении В.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 74,12 [12, 13].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице В.4 в приложении В.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{77\,530\,720 - 2\,671\,175}{3170} = 23\,615 \text{ руб/м.}$$

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н [14] и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ) [15].

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ [15].

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы
- 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Согласно приказу №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015 [17] перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 5.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [18].

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ ГОСТ 12.1.004–91. ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.4.011–89 ГОСТ 12.4.026–2001 ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 31192.2–2005 ГОСТ 31319–2006 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.2.062–81 СНиП 23–05–95
Повышенный уровень вибрации	+	+	+	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
Пожаровзрывобезопасность	+		+	
Электробезопасность	+		+	
Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	

1. Превышение уровней шума.

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003–2014 [19]

2. Превышение уровней вибрации.

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012–2004 [20].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16–250 Гц [21].

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005 [22], общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006 [23].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;

- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23–05–95 "Естественное и искусственное освещение" [24]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

4. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005–88 [25] показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548–96 [26].

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006–05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ [27].

Климат рассматриваемого района работ (Красноярский край) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой. Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -17° до -19°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до -52° – -63°C на севере и до -47° – -51°C на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300–320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле–августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться до 20°C , на остальной территории – до 25° – 35°C . Безморозный период длится от 130 дней на севере и до 160 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает во второй половине лета 47%.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003–91 [28], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011–89 [29].

Согласно ГОСТ 12.2.062–81 все опасные зоны оборудуются ограждениями [30].

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета [31].

6. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и не омеднённого инструмента).
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества [31].

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004–91 [32].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004–91 [32]:

- огнетушитель марки ОВП–10 и ОП–10 (з) 2 шт.;
- ведро пожарное 2 шт.;
- багры 3 шт.;
- топоры 3 шт.;
- ломы 3 шт.;
- ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

7. Электробезопасность.

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. [33]. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [34].

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты.

8. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур.

По окончанию буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки

дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС – опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [35].

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Техногенного характера:
 - пожары (взрывы) в зданиях;
 - пожары (взрывы) на транспорте.
2. Природного характера:
 - землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3170 метров на нефтяном месторождении.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения под направление выбраны PDC долота для бурения всех интервалов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-35-178х245 К1, ОП5-280/80х35, АФ1-80/65х35.

Анализ использования вертикальной центрифуги позволил сделать вывод о высокой целесообразности использования данной техники при бурении скважин с использованием буровых растворов на углеводородной основе. Использование буровых растворов подобного состава обусловлено высокими затратами на материалы для приготовления и более высокими затратами на утилизацию по сравнению с растворами на водной основе. Таким образом,

использование центрифуги позволяет снизить наиболее значимые затраты и повысить привлекательность использования буровых растворов на углеводородной основе.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 20.05.2021).
6. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburennnyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 20.05.2021).
7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
8. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

11. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

12. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 20.05.2021).

13. Письмо госстроя ссэр от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 20.05.2021).

14. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда»

15. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

16. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

17. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации от 01.06.2015 №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве».

18. ГОСТ 12.0.003–2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

20. ГОСТ 12.1.012–2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. ГОСТ 12.1.012–90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность.

22. ГОСТ 31192.2–2005 Вибрация измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах.

23. ГОСТ 31319–2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах

24. СНиП 23–05–95 Естественное и искусственное освещение.

25. ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

26. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

27. Р 2.2.2006–05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

28. ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

29. ГОСТ 12.4.011–89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

30. ГОСТ 12.2.062–81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Ограждения защитные.

31. ГОСТ 12.4.026–2015 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

32. ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.

33. ПУЭ: правила устройства электроустановок [Электронный ресурс] / ООО «Электротехпром»; Электрон. дан. – Пермь: Электротехпром, 2019. URL: <http://etp-perm.ru/el/pue>, свобод. Загл. с экрана. – Яз. Рус. Дата обращения: 26.05.2021.

34. ГОСТ 12.1.038–82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.

35. ГОСТ Р 22.0.02–2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	150	Четвертичные+Палеогеновые отложения	Q—P ₁₋₂	1,40
150	380	Танамская свита	K ₂ m	1,40
380	760	Верхнечасельская подсвита	K ₂ cp	1,40
760	885	Нижнечасельская подсвита	K ₂ m-K ₂ k	1,30
885	1070	Кузнецовская свита	K ₂ t-cn	1,30
1070	2050	Покурская свита	K ₁ a-al-K ₂ s	1,30
2050	2700	Малохетская свита	K ₁ g-br-a	1,30
2700	3350	Суходудинская свита	K ₁ v-g	1,20
<p>ПРИМЕЧАНИЕ: Значения коэффициента кавернозности используются при расчетах потребности цемента для крепления, химреагентов для обработки бурового раствора и при определении объемов отходов бурения. Коэффициент кавернозности рассчитан по фактическим замерам диаметров соседних скважин.</p>				

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Название свиты	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q—P ₁₋₂	0	760	Четвертичные +палеогеновые отложения +танамская свита +верхнечасельская подсвита	Чередование глин, песков, супесей, суглинков Глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита
K _{2m} -K _{2k}	760	885	Нижнечасельская подсвита	Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, включения зёрен глауконита.
K _{2t} -cn	885	1070	Кузнецовская свита	Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаников, глин и алевролитов
K _{1a} -al-K _{2s}	1070	2050	Покурская свита	Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевро- литами
K _{1g} -br-a	2050	2700	Малохетская свита	Чередование песчаных пластов с малопротяженными глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K _{1v} -g	2700	3350	Суходудинская свита	Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м³	Пористость, %	Проницаемость мДарси	Глинистость, %	Карбонатность %	Сплошность породы	Категория Твердости (твердость кгс/см²)	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга Ех10⁻⁴ МПа
	от	до												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q-P ₁₋₂	0	760	торфяники пески, супеси, суглинки, глины	1,92-1,98	-	-	20- 80	0-2	-	-	II-III	мерзлые до 400 м, мягкие	-	-
K _{2m} -K _{2k}	760	885	аргилиты, глинистые алевролиты, опоки	1,92-1,94	-	-	90	1-2	-	20-75	II-IV	мягкие	-	-
K _{2t} -cn	885	1070	глины, глинистые алевролиты, опоки	1,92-1,94	-	-	90	1-2	-	29-184	IV- VIII	мягкие, средние	-	-
K _{1a} -al-K _{2s}	1125	2050	глина, песчаник, алевролиты	1,97-2,08	-	-	30	1-5	-	29-184	IV- VIII	мягкие, средние	-	-
K _{1g} -br-a	2050	2700	песчаники, аргелиты, алевролиты	1,97-2,08	-	-	30	1-5	-	29-184	IV- VIII	мягкие, средние	-	-
K _{1v} -g	2700	3350	глины, аргелиты, алевролиты	1,97-2,08	-	-	30	1-5	-	14-234	IV, VI-IX	средние, твердые	-	-

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыт. льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P ₁₋₂ -	0	80	основной	50-60	да	да	нет	нет
	80	400	реликтовый	20-30	нет	нет	нет	нет

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс страти- графического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	Na ⁺ +(K)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ГС ₂	1040	1110	Поровый, терригенный	1,006	0,9-10	-	5775	27,6	281	5884	15	150	12,8	ГКН	нет
ПК ₁ -ПК ₂₂ ²	1150	2040	Поровый, терригенный	0,998- 1,006	1-145	-	2757- 5909	0,3- 66,66	69,6- 180	2389- 3880	17,3- 29,1	36,5- 511,7	4,9-10	ГКН, ХК	нет
МХ ₁ - МХ ₃	2060	2160	Поровый, терригенный	1,002- 1,005	1,18- 80,7	-	1695- 4410	0,003- 6,4	8,1- 132	1472- 3356	12-20	9,5- 4196	5,8-9,8	ГКН, ХК	нет
МХ ₄ -МХ ₉	2183	2455	Поровый, терригенный	1,002- 1,005	1,18- 80,7	-	1695- 4410	0,003- 6,4	8,1- 132	1472- 3356	12-20	9,5- 4196	5,8-9,8	ГКН, ХК	нет
БУ ₆ ¹⁺² -БУ ₁₁	2462	2750	Поровый, терригенный	0,998- 1,001	0,14- 93,6	-	745- 4305	4,4- 258	15,5- 3416	1461- 2726	1,7- 38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
БУ ₁₂ ¹ -БУ ₁₄ ²	2768	2946	Поровый, терригенный	0,998- 1,001	0,14- 93,6	-	745- 4305	4,4- 258	15,5- 3416	1461- 2726	1,7- 38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
БУ ₁₆	2995	3004	Поровый, терригенный	0,998- 1,001	0,14- 93,6	-	745- 4305	4,4- 258	15,5- 3416	1461- 2726	1,7- 38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
БУ ₁₈	3046	3062	Поровый, терригенный	0,998- 1,001	0,14- 93,6	-	745- 4305	4,4- 258	15,5- 3416	1461- 2726	1,7- 38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
ПРИМЕЧАНИЕ: Тип воды по Сулину: СФН – сульфатонатриевый, ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ – хлормagneиный, ХЛК – хлоральцеиный.															

Таблица А.6 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P ₁₋₂ – K _{1v} -g	0	3350	-	-	Нет	-	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО

Таблица А.7 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применяющиеся ранее			Мероприятия по ликвидации последствий осложнения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	причины возникновения осложнения	
1	2	3	4	5	6	7
Q-P ₁₋₂ – K _{1v} -g	0	3350	пресный глинистый	1,12-1,71	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины.	Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины.

Таблица А.8 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутрен- него	наруж- ного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГС ₂	1040	1110	вода	-	1,006	1,006	Снижение давления в скважине ниже гидростатического. Пренебрежение к постоянному доливу во время подъема инструмента. Несоблюдение параметров бурового раствора.	Перелив раствора на устье, увеличение водоотдачи бурового раствора, снижение плотности бурового раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях
ПК ₁ -ПК ₂₂ ²	1150	2040	вода	-	0,998-1,006	0,998-1,006		
МХ ₁ - МХ ₃	2060	2160	вода	-	1,002-1,005	1,002-1,005		
МХ ₄ -МХ ₉	2183	2455	вода	-	1,002-1,005	1,002-1,005		
БУ ₆ ¹⁺² -БУ ₁₁	2462	2750	вода	-	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₁₂ ¹ -БУ ₁₄ ²	2768	2946	вода	-	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₁₆	2995	3004	вода	-	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₁₈	3046	3062	вода	-	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₂₁ ¹	3120	3140	нефть	-	560	560		

Таблица А.9 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Вертикальные относительно устья координаты интервала выделенного вида осложнения, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q-P ₁₋₂	0	400	Деформация обсадных колонн	Влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины. Для предупреждения осложнения необходимо качественное цементирование интервала ММП, отсутствие перерывов более 5-7 сут. при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях
Q-P ₁₋₂ - K _{1v-g}	400	3350	Затяжки, посадки бурильного инструмента	Не оставлять инструмент без движения в свежепробуренном интервале более 5-10 мин., проработка интервалов осложнений.
Примечание: В случае посадок инструмента при спуске бурильной колонны, проработать места сужений ствола скважины со скоростью не более 100 м/час.				

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–160 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	160	БИТ 393,7 В 419 ТСП	250	0,65
		КЛС 390 МС	515	1,64
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 К	4130	132
Σ			10251	160

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (160–890 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
160	890	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	100	0,39
		КЛС 295 М	114	0,9
		ДРУ-240РС	2362	9,754
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	93	0,517
		КЛС 295 М	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	26009,98	833
Σ		34277,98	890	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (890–2450 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
890	2450	БИТ 220,7 В 613 УН.30	55	0,38
		КП 220 СТ	58	0,4
		ДГР-178М.6/7.62	1074	7,984
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-171/152	87	0,521
		КП 220 СТ	58	0,4
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	74771,28	2395
Σ		82635	2450	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (2450–3170 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2450	3170	БИТ 155,6 В 613 У	28	0,29
		КС-155,6 СТК	29	0,35
		ДРЗ-127М.7/8.37	418	5,74
		Переливной клапан ПК-127РС	30	0,477
		Обратный клапан КОБ 127РС	49	0,65
		Переводник М-102/101	30	0,457
		УБТС2-120	2889,25	45,5
		Переводник П-101/127	30	0,457
		Ясс SJ-120	320	5,5
		Переводник П-127/101	55	0,39
		УБТС2-120	2889,25	45,5
		Переводник П-101/127	55	0,39
		ПН-89х9,35 К	64595,42	3064
Σ		71418	3170	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3120–3140 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3120	3140	БИТ 155,6/80 В 913 ЕС	17	0,2
		СК-127/80РС	615	13,87
		Переводник П-102/101	40	0,5
		УБТС2-120	1905	30
		Переводник П-101/127	63	0,527
		ПН-89х9,35 К	65241	3095
Σ			67881	3140

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
0	160	160	393,7	-	1,4	27,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=17,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=72,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=91,1$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
160	890	730	295,3	303,9	1,39	81,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=2,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=44,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=126,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=176,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=207,2$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
890	2450	1560	220,7	224,5	1,3	112,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=52,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=8,0$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=230,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=291,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=281,7$
Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
2450	3170	690	155,6	157,8	1,25	65,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=11,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=7,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=135,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=154,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=195,1$

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	91,1	3,6	207,2	8,3	281,7	11,3	195,1	7,8	775,0	31
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	91,1	3,6	207,2	8,3	281,7	11,3	195,1	7,8	775,0	31
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20		0,0	207,2	10,4	281,7	14,1	39,0	2,0	527,9	27
ПАЦ ВТ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25		0,0	828,7	33,1	1126,8	45,1		0,0	1955,4	79
ПАЦ НТ	Низковязкий понизитель фильтрации	25		0,0	24,9	1,0	33,8	1,4	1170,5	46,8	1229,2	50
Синтетический понизитель фильтрации	Синтетический понизитель фильтрации	25		0,0		0,0		0,0	390,2	15,6	390,2	16
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	170		0,0	1035,8	6,1	1408,5	8,3		0,0	2444,3	15
барит	Утяжелитель	1000	8705,9	8,7	19808,6	19,8	7714,2	7,7	188669,3	188,7	224898,0	225
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	4552,6	4,6	2486,0	2,5	3380,3	3,4		0,0	10418,9	11
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	91,1	3,6		0,0		0,0		0,0	91,1	4
DUOVIS	Структурообразователь биополимерный	25						0,0	585,3	23,4	585,3	24
Potassium chloride	Ингибитор	1000		0,0		0,0		0,0	9754,3	9,8	9754,3	10

Приложение В

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	БИТ 393,7 В 419 ТСП	0	160	450	0,017	160	0,36	2,72	0,23	2,95
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,80
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,98
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										18,15
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,91
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										19,16
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	160	890	4000	0,025	730	0,18	18,25	2,47	20,72
Промывка (ЕНВ)										0,41
Наращивание (ЕНВ)										3,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										39,44
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										69,34
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,47
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										73,31

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	890	2450	6000	0,038	1560	0,26	59,28	5,48	64,76
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,62
Нарращивание (ЕНВ)										9,48
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										51,93
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										144,35
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,22
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										152,57
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 В 613 У	2450	3120	3200	0,06	670	0,21	40,2	8,51	48,71
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 155,6/80 В 913 ЕС	3120	3140	300	0,2	20	0,07	4	8,61	12,61
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 В 613 У	3140	3170	3200	0,06	30	0,01	1,8	8,71	10,51
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Нарращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										35,65
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										168,10
Ремонтные работы (ЕНВ)										13,45

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										188,22
Итого по колоннам:										433,25

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,3	35,6	1,4	195,0	4,2	579,5	6,4	878,5
Социальные отчисления, 30,4%						10,8		59,3		176,2		267,1
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,3	3,7	1,4	20,3	4,2	60,4	6,4	91,5
Социальные отчисления, 30,4%						1,1		6,2		18,4		27,8
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,3	65,1	1,4	356,9	4,2	1060,4	6,4	1607,4
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,3	368,8	1,4	2022,3	4,2	6009,3	6,4	9109,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,4	317,0	4,2	941,9	6,2	1390,3
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,4	130,8	4,2	388,6	6,2	573,6
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,4	12,6	4,2	37,3	6,4	56,6
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,4	10,6	4,2	31,6	6,4	47,9
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,4	211,0	4,2	626,8	6,4	950,2
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,3	8,7	1,4	47,9	4,2	142,2	6,4	215,6
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,3	25,8	1,4	141,7	4,2	421,0	6,4	638,2
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,4	7,8	4,2	23,2	6,4	35,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,3	43,6	1,4	238,9	0,3	53,9	6,4	1076,2
NaOH	т	4,59			0,1	0,4	0,2	1,0	0,3	1,3	0,2	0,9
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,9	0,2	4,2	0,3	5,7	0,2	4,0
Комплексный ПАВ	т	585,96					0,2	121,4	0,3	165,1	0,0	22,9

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПАЦ ВТ	т	452,75					0,8	375,2	1,1	510,2		
ПАЦ НТ	т	408,26					0,0	10,2	0,0	13,8	1,2	477,9
Синтетический понизитель фильтрации	т	634,25									0,4	247,5
Смазочная добавка «Лубрекс»	т	8,07					1,0	8,4	1,4	11,4		
Барит	т	15,24			8,7	132,7	19,8	301,9	7,7	117,6	188,7	2875,3
Глина ПММБ	т	6,08			4,6	27,7	2,5	15,1	3,4	20,6		
ФХЛС	т	45,67			0,1	4,2						
DUOVIS	т	895,67									0,6	524,2
Potassium chloride	т	36,57									9,8	356,7
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб			8749,8		609,4		3778,2		10570,6		16965,8	
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 В 419 ТСП	шт	1985,7			0,4	706,0						
БИТ 295,3 ВТ 616 Н	шт	1522					0,2	277,8				
БИТ 220,7 В 613 УН.30	шт	4458,6							0,3	1159,2		
БИТ 155,6 В 613 У	шт	5254,6									0,22	1149,4
БИТ 155,6/80 В 913 ЕС	шт	7552,1									0,07	503,5
Калибратор КЛС 390 МС	шт	565,38			0,2	113,1						
Калибратор КЛС 295 М	шт	415,54					0,2	75,8				
КП 220 СТ	шт	288,21							0,3	74,9		
КС-155,6 СТК	шт	198,33									0,22	43,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		819,1027		353,6011		1234,2		1696,3	
Итого по колоннам, руб			8749,752		1428,548		4131,778		11804,8		18662,1	
Всего по сметному расчету, руб			85450,8									

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	69,9	1,6	212,2	2,2	279,4	1,5	191,8
Социальные отчисления, 30,4%				21,2		64,5		84,9		58,3
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	6,3	1,6	19,1	2,2	25,1	1,5	17,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,9		5,8		7,6		5,2
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	4,1	1,6	12,4	2,2	16,3	1,5	11,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	136,8	1,6	415,5	2,2	547,1	1,5	375,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	775,3	1,6	2354,7	2,2	3100,5	1,5	2128,5
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	75,1	1,6	228,2	2,2	300,5	1,5	206,3
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,8	1,6	14,6	2,2	19,3	1,5	13,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	91,6	1,6	278,2	2,2	366,3	1,5	251,5
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	10,0	1,6	30,2	2,2	39,8	1,5	27,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	18,4	1,6	55,7	2,2	73,4	1,5	50,4
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-339	шт	74,77	1,0	74,8						
Башмак колонный БК-245	шт	56,93			1,0	56,9				
Башмак колонный БК-178	шт	80,7					1,0	80,7		
Башмак колонный БК-127	шт	42,3							1,0	42,3
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6	4,0	138,4						
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4			24,0	465,6				
Центратор ЦПЦ-178/221	шт	16,5					48,0	792,0		
Центратор ЦПЦ-127/156	шт	12,8							73,0	934,4
ЦОКД-339	шт	113,1	1,0	113,1						
ЦКОД-245	шт	105			1,0	105,0				
ЦКОД-178	шт	101					1,0	101,0		
ЦКОД-127	шт	96							1,0	96,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15	1,0	59,2						
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12			1,0	30,1				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	21,5					1,0	21,5		
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	15,6							1,0	15,6
Головка цементируочная ГЦУ-339	шт	2550	1,0	2550,0						
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	2360			1,0	2360,0				
Головка цементируочная ГЦУ-178	шт	1936					1,0	1936,0		
Головка цементируочная ГЦУ-127	шт	1753							1,0	1753,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4216,4		6856,6		7947,4		6342,1	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5 Д	м	28,53	160,0	4564,8						
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	19,8			890,0	17622				
Обсадные трубы 178х8,1 Д	м	13,1					2450,0	32095,0		
Обсадные трубы 127х10,7 Д	м	15,9							800,0	12720
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95					4,6	137,2	3,5	104,8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32					39,6	1267,2	26,7	854,4
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			5219,6		19708,47		35856,42		16024,37	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			76808,9							
Всего по сметному расчету, руб			102171,4							

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	135 456	1 989 500,46
	Итого по главе 1	135 456	1 989 500,46
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	74 314	5 507 856,42
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	841 290,72
	Итого по главе 2	85 665	6 349 147,14
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	85 451	6 333 273,09
3.2	Крепление скважины	102 171	7 572 535,94
	Итого по главе 3	187 622	13 905 809,03
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	8 430	624 833,70
	Итого по главе 4	8 430	624 833,70
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	21 566	1 598 370,70
	Итого по главе 5	21 566	1 598 370,70
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	11 941	884 984,44
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	884	65 554,40
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 406 546,52
	Итого по главе 6	45 295	3 357 085,36
	ИТОГО прямых затрат	484 034	27 824 746,38
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	96 807	5 564 949,28
	Итого по главе 7	96 807	5 564 949,28
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	46 467	2 671 175,65
	Итого по главе 8	46 467	2 671 175,65
	ИТОГО по главам 1-8	627 309	36 060 871,31
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	153 691	8 834 913,47
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	27 602	1 586 678,34

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9.3	Северные надбавки 2,98%	18 694	1 074 613,97
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	8 700 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	1 290 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	9 300,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	13 700,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	199 986	26 631 545,77
	ИТОГО по гл 1-9	827 295	62 692 417,08
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 255	72 121,74
	Итого по главе 10	1 255	72 121,74
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	41 427	2 939 461,94
	Итого по главе 12	41 427	2 939 461,94
ИТОГО		1 028 247	869 977
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		65 704 000,77	
НДС		11 826 720,14	
ВСЕГО с учетом НДС		77 530 720,91	